xvieriac
Puerto Iguazú, Argentina

XVI ERIAC
DECIMOSEXTO ENCUENTRO
REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ

17 al 21 de mayo de 2015

cigré
C1-27

Comité de Estudio C1 - Desarrollo de Sistemas y Economía

FLUJO DE CARGA PROBABILÍSTICO PARA ESTUDIOS DE PLANIFICACION DE MEDIANO PLAZO DE LA RED DE TRANSMISION

N.M. MORALES*
UTE
Uruguay

P. PENA
UTE
Uruguay

C. J. ZOPPOLO
UTE
Uruguay

Resumen *– Este trabajo presenta una herramienta de flujo de carga probabilístico desarrollada en UTE, para realizar estudios de planificación de mediano plazo en redes de trasmisión con gran penetración de generación distribuida. La herramienta EPPTRA presentada se basa en la selección y resolución del flujo de cargas AC mediante PSS/E de un conjunto de casos representativos de los patrones de flujo de potencia esperables en la red para un año de estudio. En el trabajo se describe la metodología empleada para seleccionar los casos representativos y asignarles probabilidades, a partir de un gran conjunto de casos, resultado de una simulación energética. Como caso de aplicación de esta herramienta se analiza el caso base de la red de trasmisión uruguaya prevista para el año 2016, y una alternativa de proyecto de conexión de un generador eólico.*

Palabras clave: Flujo de carga probabilístico–Planificación– Transmisión– Generación distribuida–Eólica– Fotovoltaica–Clustering– PSS/E

1 INTRODUCCIÓN

Históricamente, los estudios de régimen estacionario para la planificación de mediano plazo de la red de transmisión de UTE[1] se han realizado de forma determinística, basada en *peores casos*. Estos *peores casos* se configuran combinando escenarios de generación y demanda, y analizando si en el flujo de carga se presentan sobrecargas o tensiones inadmisibles en los elementos de la red de transmisión. La configuración de estos casos, se realiza basada en la experiencia de los especialistas de cómo se distribuyen los flujos de potencia en la red y en los despachos históricos de generación. En la red actual del Sistema Interconectado Nacional (SIN) existen esencialmente dos grandes grupos de generadores: térmicos e hidráulicos. Las centrales térmicas se encuentran básicamente concentradas en la zona de Montevideo, y las centrales hidráulicas se encuentran agrupadas a lo largo del Río Negro más Salto Grande, por lo que los escenarios de generación hoy en día se reducen a hidráulicos, térmicos o mixtos. Los patrones de flujo de carga en la red de transmisión resultan de combinar estos escenarios de generación con la demanda.
En el corto plazo, se prevé la incorporación al SIN de una gran cantidad de generación de fuente eólica y solar fotovoltaica. Esta generación, se localiza geográficamente distribuida en todo el país, conectándose en diversos nodos de las redes de Distribución o Transmisión. Adicionalmente, se prevé la construcción de nuevas líneas de transmisión, transformando la red puramente radial del norte del país en una red mallada;

[1] Usinas y Trasmisiones del Estado

* Av. Paraguay 2431, Ed. Palacio de la Luz, of 634, Montevideo, Uruguay, CP 11800 – nmorales@ute.com.uy

así como también la incorporación de la conversora de frecuencia de Melo con una capacidad de 500 MW, que aumenta significativamente la interconexión con Brasil.
El cambio de topología en la red y la cantidad de generación distribuida a incorporar en diferentes nodos de la misma, modifica de forma muy significativa los patrones de flujo de carga, introduciendo un gran nivel de incertidumbre en los escenarios de generación y aumentando enormemente la cantidad de posibles casos a considerar en un estudio de planificación de la red de transmisión. En estas condiciones, resulta extremadamente complejo para un especialista configurar los *peores casos*, y por lo tanto realizar la planificación de la red.
La consideración de la incertidumbre en los sistemas eléctricos de potencia ha sido presentada en una vasta cantidad de trabajos, introduciéndose el concepto de flujo de carga probabilístico [1]. La técnica comúnmente empleada se basa en el método de Monte Carlo, donde se repiten una serie de simulaciones sorteando las variables aleatorias involucradas. En algunas aplicaciones se requiere una gran cantidad de simulaciones y un tiempo computacional significativo, por lo que se han propuesto en diferentes trabajos técnicos distintos métodos analíticos para resolver el problema de flujo de carga probabilístico [2].
En la actualidad la penetración de generación distribuida de fuente renovable en los sistemas eléctricos de potencia ha captado el interés de las compañías trasmisoras en estas técnicas probabilísticas, sin embargo su aplicación se concentra principalmente en el ámbito académico, siendo aún muy incipientes las herramientas de uso industrial y su aplicación en el ambiente de planificación de los trasmisores [3].
Con el fin de abordar esta problemática, se desarrolló una herramienta de flujo de carga probabilístico atendiendo las particularidades de la planificación de mediano plazo de la red transmisión de UTE.

2 HERRAMIENTA EPPTRA

La herramienta Estudios Probabilísticos para Planificación de Trasmisión (EPPTRA) desarrollada en UTE permite obtener la densidad de probabilidad de carga para cada uno de los elementos de la red y de las tensiones en todos los nodos, a partir del estudio de una gran cantidad de casos, considerando la variabilidad de la generación de fuente renovable y su correlación.
Empleando esta herramienta es posible analizar el desempeño de la red en el escenario base y en el escenario con proyecto, analizando en cada escenario las densidades de probabilidad de carga de todos elementos de la red y de las tensiones en los nodos, cuantificando el impacto del proyecto tanto en magnitud como en probabilidad de ocurrencia.

2.1 Metodología

La metodología implementada en EPPTRA resuelve y analiza el flujo de carga AC de la red en PSS/E para un conjunto de casos representativos del comportamiento del sistema eléctrico para un período de un año.
Un caso c_i queda definido por la combinación de las potencias inyectadas a la red por los generadores y las potencias consumidas por las demandas en un instante dado, y pueden representarse de forma vectorial:

$$c_i = (G_{i,1}, \dots, G_{i,u}, \dots, G_{i,g}, D_{i,1}, \dots, D_{i,v}, \dots, D_{i,d}) \quad (1)$$

donde:
- $G_{i,u}$ es la potencia inyectada en el caso i por el generador u, con $u = 1, \dots, g$
- $D_{i,v}$ es la potencia consumida en el caso i por la demanda v, con $v = 1, \dots, d$.

Las potencias consumidas para cada caso se obtienen a partir del modelo de proyección de demanda agregada del SIN empleado en UTE.
Las potencias que inyectan los generadores de fuente renovable se obtienen a partir de la variable aleatoria que modela su recurso (velocidad de viento o irradiación solar). Los sorteos de estas variables aleatorias se realizan para cada caso c^i según sus funciones de distribución y correlación, obtenidas a partir de series históricas (medidas de velocidades de viento e irradiación solar).
Las potencias de los generadores térmicos y de los generadores hidráulicos con embalse responden al despacho óptimo económico. Estas potencias son un dato de entrada en EPPTRA y se obtienen a partir de una simulación energética del sistema para cada instante del año de estudio, empleando una herramienta que tiene como objetivo minimizar la función de costo futuro de abastecimiento de la demanda, de forma similar a como se resuelve la operación diaria del SIN. Realizando la simulación energética en las hipótesis

habituales empleadas en UTE (5 postes semanales, 3 precios del petróleo y 104 crónicas de aportes hidráulicos) se obtienen 81120 casos con sus correspondientes probabilidades para la representación de un año completo. En el futuro próximo se prevé emplear una simulación energética con poste horario para una mejor representación de las fuentes renovables, con la que se obtendrían aproximadamente 3000000 de casos.
El tiempo de cómputo que insumiría la resolución del flujo de cargas AC de una cantidad tan grande de casos (81120 o más) es incompatible con la dinámica de trabajo de planificación, donde suelen analizarse varias alternativas de proyecto además del escenario base. Resulta entonces necesario reducir la cantidad de casos a resolver, haciendo una adecuada selección de aquellos representativos del comportamiento del sistema.
En los estudios de planificación el análisis de régimen estacionario tiene como objeto identificar problemas vinculados al flujo de potencia por los elementos de la red y a las tensiones de los nodos. A estos efectos, una buena selección de casos representativos será aquella capaz de reflejar la diversidad de patrones de flujo presentes en la red, al considerar la totalidad de casos resultado de la simulación energética.
Utilizando la matriz de factores de distribución que se obtiene de PSS/E, puede calcularse directamente mediante el uso de álgebra matricial, el flujo DC en cada elemento de la red para los n casos:

$$\begin{bmatrix} G_{1,1} & \dots & G_{1,g} & D_{1,1} & \dots & D_{1,d} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ G_{i,1} & \dots & G_{i,g} & D_{i,1} & \dots & D_{i,d} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ G_{n,1} & \dots & G_{n,g} & D_{n,1} & \dots & D_{n,d} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_{1,1} & \cdots & f_{1,e} \\ f_{2,1} & \cdots & f_{2,e} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ f_{(g+d),1} & \cdots & f_{(g+d),e} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_{1,1} & \dots & F_{1,e} \\ \vdots & & \vdots \\ F_{i,1} & \dots & F_{i,e} \\ \vdots & & \vdots \\ F_{n,1} & \dots & F_{n,e} \end{bmatrix} \quad (2)$$

donde:
- $G_{i,u}$ es la potencia inyectada en el caso i por el generador u, con $u = 1, \dots, g$
- $D_{i,v}$ es la potencia consumida en el caso i por la demanda v, con $v = 1, \dots, d$
- $f_{w,l}$ es el factor de distribución del generador o demanda w por el elemento l
- $F_{i,l}$ es el flujo de potencia por elemento l en el caso i.

Esta transformación permite cambiar los casos del espacio vectorial de potencias inyectadas por nodo al espacio vectorial de flujo por los elementos de la red. Considerando la distancia euclidiana en este nuevo espacio vectorial, casos que disten poco entre sí tendrán un patrón de flujo similar.
Mediante el algoritmo CLARA [5], que emplea una técnica de clustering por partición basada en algoritmo PAM [5], se agrupan los casos en una cantidad k predefinida de clusters. Un cluster queda formado por un caso denominado medoide y aquellos casos cuya distancia euclidiana al medoide sea menor que al resto de los medoides. Cada cluster refleja un patrón de flujo de potencia en la red, el que será representado por su medoide. La probabilidad que representa cada uno de estos k medoides se determina en función de los casos pertenecientes a cada cluster:

$$p_{cluster\ j} = \sum_{i=1}^{n} p_{caso\ i} \cdot \mathbf{1}(caso_i \in cluster_j) \quad (3)$$

donde:
- $p_{cluster\ j}$ es la probabilidad del cluster j
- $p_{caso\ i}$ es la probabilidad del caso i.

Para que la selección de los clusters sea la más adecuada al problema de interés, el flujo DC se normaliza con respecto a la ampacidad de cada elemento de la red, y se reduce el rango de la matriz de factores de distribución, eliminando columnas linealmente dependientes que corresponden a elementos de la red que se encuentran en serie o en paralelo.
En la Fig. 1 se presenta un ejemplo reducido de 16 casos. En las abscisas se representa el flujo DC por la línea 1 y en las ordenadas el flujo DC por la línea 2, expresados como porcentaje de carga de cada línea. Aplicando la técnica de clustering con $k = 3$ a este ejemplo se obtienen los 3 clusters indicados en la Fig. 1–(a), donde cada *medoide* se ha representado con un triángulo. La elección de estos *medoides* como casos

representativos no permite un grado de detalle adecuado para las situaciones de máxima carga en las líneas, en el ejemplo anterior el caso que alcanza una carga de 120% en la línea 1 sería representado por el *medoide* que carga en un 90% la línea. Para obtener un mayor detalle en las situaciones de más carga en el sistema, se agregan a los $kmedoides$ seleccionados por CLARA, los m casos que producen el máximo flujo en cada elemento de la red. Utilizando estos $k + m$ casos como *medoides* se clasifican nuevamente la totalidad de los casos y se calculan las nuevas probabilidades de cluster. En la Fig. 1–(b) se presentan los clusters que se obtienen luego de agregar como *medoides* los casos que producen el máximo flujo en cada línea.

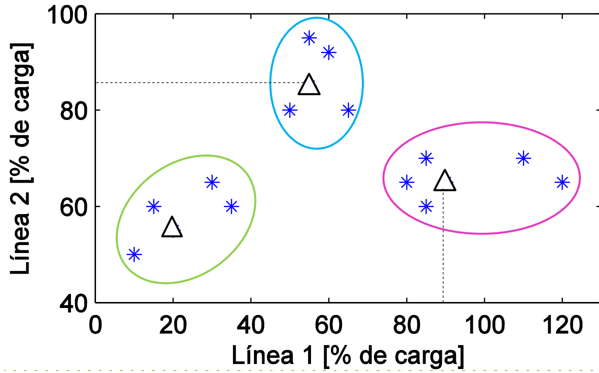


Fig. 1–(a). Ejemplo de agrupamento de 16 casos con k=3 medoides

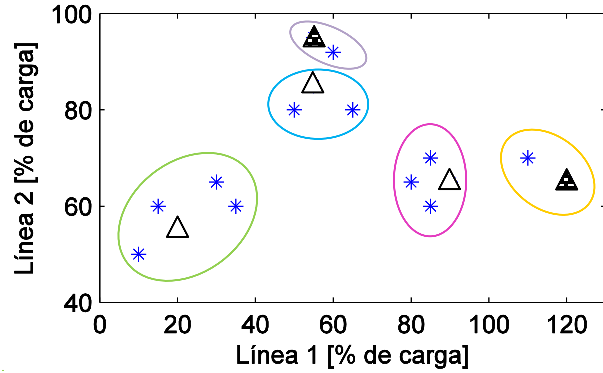


Fig. 1–(b). Ejemplo de agrupamiento de 16 casos con k=3 y m=2 medoides

3 CASO DE APLICACIÓN

Para ejemplificar el uso de la herramienta EPPTRA se analiza el escenario base de la red de transmisión prevista para el 2016 y una alternativa de conexión para un nuevo generador eólico G de 71 MW. En esta red la demanda se representa en 78 puntos frontera de distribución y se modela el parque generador previsto, distribuido en diferentes nodos del SIN: 41 parques eólicos (1636 MW), 14 generadores fotovoltaicos (250 MW), 15 centrales de biomasa (270 MW), 4 centrales hidroeléctricas, 5 centrales térmicas y 2 conversoras de frecuencia en la interconexión con Brasil.

3.1 Modelado del generador

El recurso eólico del generador es modelado al igual que los restantes parque eólicos previstos a partir de la serie histórica de velocidades de viento más cercana al emplazamiento del generador. Basándose en la serie seleccionada se sortea para cada caso la velocidad de viento manteniendo la correlación con el resto de las series de viento modeladas en el sistema. Luego la potencia eléctrica total inyectada por el parque eólico es calculada a través la de la curva $P_{electrica}\ (v_{viento})$ del generador.

En la Fig. 2–(a)**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta la distribución de velocidades de viento de la serie asociada al generador G y en la Fig. 2–(b) la distribución de potencias eléctricas inyectadas por el mismo para todos los casos del año en estudio.

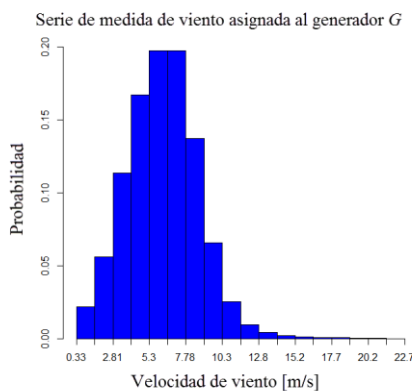


Fig. 2–(a). Histograma de la serie histórica de velocidades de viento del generador G

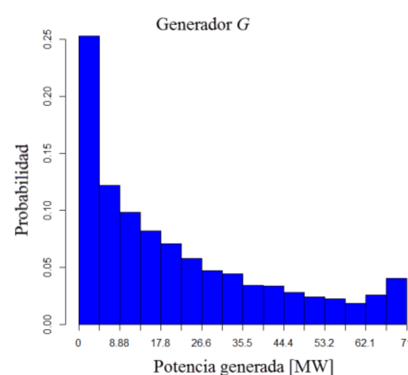


Fig. 2–(b). Histograma de potencia eléctrica inyectada a la red por el generador G

3.2 Alternativa de conexión del generador en el nodo X

El generador se conecta en un nuevo nodo de conexión ubicado en un punto intermedio de una línea de 150 kV del sistema de trasmisión. En la Fig. 3 se presenta el esquema unifilar del escenario base y del escenario con el proyecto de conexión del generador *G*.

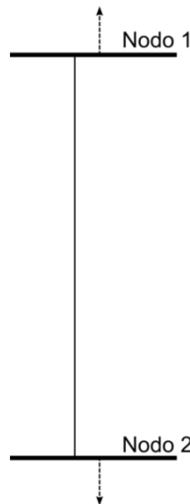


Fig. 3–(a). Esquema unifilar del escenario base

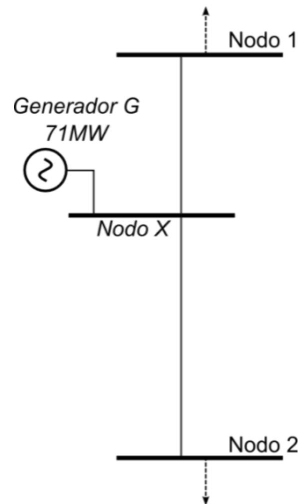


Fig. 3–(b). Esquema unifilar con la conexión del generador

3.3 Análisis de cargabilidad del escenario base

En la Fig. 4 se presentan los resultados de carga de la línea 1 – 2 obtenidos con EPPTRA para todo el año de estudio analizado en el escenario base. Los resultados representan el flujo de potencia como porcentaje de la ampacidad de la línea, en base a 270 casos representativos (200 seleccionados por el algoritmo CLARA y 70 que representan el máximo flujo en algún elemento de la red).

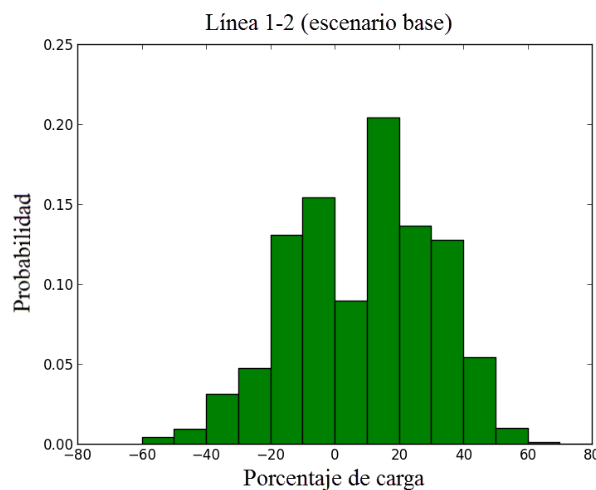


Fig. 4. Histograma de carga de la línea 1-2 en el escenario base

3.4 Análisis de cargabilidad del escenario con la alternativa de conexión del generador

En la Fig. 5 se presentan los resultados obtenidos para las dos líneas 1-X y 2-X en el escenario con generador.

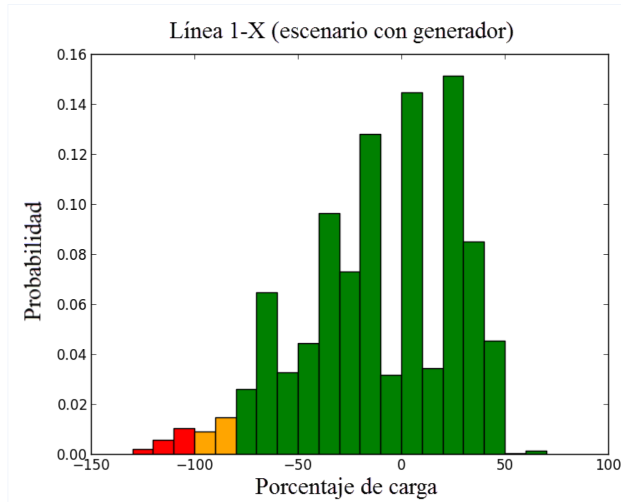


Fig. 5–(a). Histograma de carga de la línea 1-X en el escenario con generador

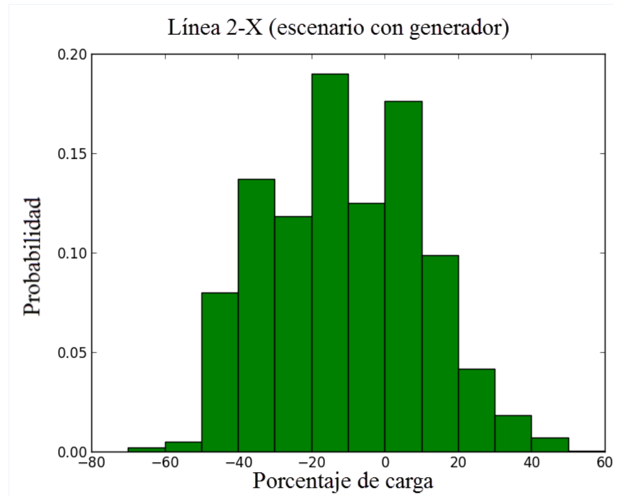


Fig. 5–(b). Histograma de carga de la línea 2-X en el escenario con generador

3.5 Comparación de los resultados de cada escenario

Al comparar los resultados obtenidos en cada escenario se evidencia el impacto del generador G en la línea 1-X. Debido a la potencia inyectada por el generador, la distribución de carga en la línea se desplaza hacia valores más altos, pasando del escenario base donde no se presentan sobrecargas a el escenario con el generador donde se presentan valores de sobrecarga importantes que alcanzan el 131% de carga. En la Fig. 5–(b) se observa que la distribución de carga en la línea 2-X no se modifica significativamente respecto del escenario base.
En la Fig. 6–(a) se presenta el histograma de carga acumulado para línea 1-X en el escenario con generador. En este escenario la probabilidad de que la línea 1-X se sobrecargue es de un 1.8%.

3.6 Análisis de tensiones

En la Fig. 6–(b) se presenta el histograma de tensiones obtenidas en el nodo X.

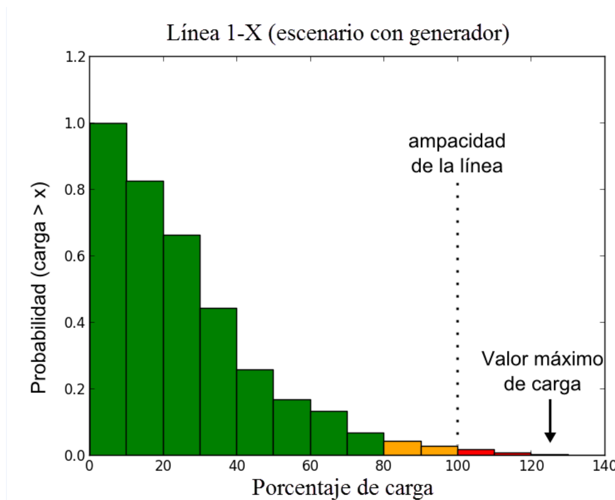


Fig. 6–(a). Histograma acumulado de carga de la línea 1-X

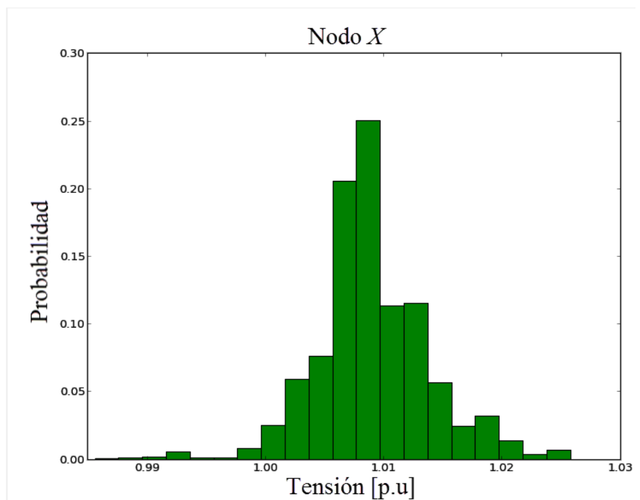


Fig. 6–(b). Histograma de tensiones en el nodo X en el escenario con generador

Se observa que las tensiones en todos los casos se encuentran dentro del rango admisible [0.93, 1.07] para este nivel de tensión. Este resultado es esperable, dado que este generador actúa regulando la tensión del nodo.

Si bien la herramienta procesa y reporta cargabilidad y tensiones para todos los elementos y nodos de la red, en este trabajo se presentan a modo de ejemplo únicamente los resultados obtenidos para dos líneas y un nodo de la red.

4 CRITERIO DE EVALUACIÓN DE SOBRECARGAS EN FLUJOS PROBABILÍSTICOS

En la red de trasmisión Uruguaya, el límite de sobrecarga de líneas aéreas de 150 kV está definido por el riesgo de descarga cuando el conductor aumenta su flecha, y no por el riesgo de daño al conductor. Según la normativa internacional, no es aceptable violar el gálibo mínimo bajo ningún concepto, inclusive en condiciones de emergencia. De todas formas, es posible tolerar temperaturas mayores a las de diseño aumentando el riesgo térmico sin aumentar la probabilidad de accidente, considerando que el gálibo de diseño cuenta con un factor de seguridad respecto del mínimo establecido por la normativa.
Mediante el uso de la herramienta desarrollada, es posible evaluar la sobrecarga esperable en todos los elementos de la red y asociarle una probabilidad de ocurrencia. UTE se encuentra analizando criterios que acotan simultáneamente el máximo de sobrecarga y la probabilidad de ocurrencia, que le permitan obtener un mejor aprovechamiento de la capacidad de la red de trasmisión.

5 CONCLUSIONES

El análisis de la red de trasmisión mediante el flujo de carga probabilístico resulta adecuado para abordar los estudios de planificación en redes con gran penetración de generación distribuida. Esta metodología, permite considerar una gran diversidad de casos, combinando generación y demanda, donde además del modelo eléctrico de la red se representa la interacción de las variables responsables de los flujos de potencia.
La herramienta EPPTRA, permite analizar la carga en los elementos de la red para una gran cantidad de casos que sería inabarcable con la metodología tradicional, donde cada caso es configurado y analizado por un especialista.
El cálculo del flujo de DC empleando factores de distribución permite agrupar mediante la técnica de clustering los casos en función de su impacto en la red. De esta forma, dos casos cualesquiera pertenecientes a un mismo cluster presentarán patrones de flujo similares y por lo tanto seleccionando un caso representativo de cada cluster queda reflejada la diversidad de patrones de flujo de potencia en la red. La asignación de probabilidades de ocurrencia a cada caso representativo, permite, luego de resolver el flujo de carga AC, obtener la densidad de probabilidad de carga de cada uno de los elementos y de las tensiones en todos los nodos de la red.
Adicionalmente, si resultara de interés algún caso en particular, la herramienta permite cargarlo de forma automática en la interfaz gráfica de PSS/E para ser analizado por un especialista en el formato de trabajo habitual.
En este trabajo se presentó concretamente el estudio de conectividad de un generador G en la red de trasmisión uruguaya pero es evidente que la metodología utilizada permite realizar el análisis de cualquier nuevo escenario de estudio propuesto, como podrían ser escenarios con obras de expansión de la red, escenarios con nuevas demandas o nuevos generadores como en este caso.
El estudio realizado con la herramienta EPPTRA, permitió elaborar un análisis basado en 81120 casos, identificando la zona de influencia para un generador G, cuantificando su impacto en la red tanto en magnitudes eléctricas como en probabilidad de ocurrencia.
A partir del estudio presentado en este trabajo, resultan evidentes las ventajas de realizar un estudio de flujo de carga probabilístico mediante EPPTRA, respecto de la forma tradicional determinística, donde sería extremadamente complejo para un especialista configurar los peores casos en presencia de una cantidad tan grande de generación geográficamente dispersa.

6 TRABAJO FUTURO

La técnica de clustering empleada actualmente por EPPTRA agrupa los casos de acuerdo a la carga de los elementos de la red. Debe explorarse un método complementario, cuyo enfoque permita observar con mayor detalle la diversidad de problemas de regulación de tensión presentes en la red.
Hasta el momento, se han analizado los criterios de evaluación a utilizar con EPPTRA principalmente para líneas aéreas de 150 kV. Debe avanzarse además, en los criterios de evaluación a aplicar para cables y transformadores.

7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Borkowska, B., Probabilistic Load Flow, *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on* , vol.PAS-93, no.3, pp.752,759, May 1974.

[2] Julio Usaola, Probabilistic load flow with wind production uncertainty using cumulants and Cornish–Fisher expansion, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 31, Issue 9, Pages 474-481, ISSN 0142-0615, Oct 2009.

[3] CIGRE WG C4.601, Review of the Current Status of Tools and Techiniques for Risk-Based and Probabilistic Planning in Power Systems, Oct 2010.

[4] PSS/E, Power System Simulator for Engineering - Siemens PTI.

[5] Leonard Kaufman, Peter J. Rousseeuw, Finding Groups in Data: An Introduction to Cluster Analysis,*Wiley Series in Probability and Statistics*, May 2005.